

Formularz zgłoszenia uwag do projektu *Stanowiska Prezesa URE ws. NOP*

Podmiot zgłaszający uwagi		
Nazwa:		PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.
Część dokumentu (1-9)	Nr punktu (gdy dotyczy)	
Uwaga ogólna		Działania związane z pozyskiwaniem, przetwarzaniem i udostępnianiem danych pomiarowych, stanowiące funkcje Operatora pomiarów, obecnie realizowane są przez poszczególnych OSD w sposób niedyskryminacyjny dla wszystkich uczestników rynku energii elektrycznej. Wydzielenie właścicielskie dodatkowego podmiotu, niezależnego od OSD, nie jest konieczne i może niepotrzebnie powodować dodatkowe koszty, ponieważ zadania związane z pozyskiwaniem, przetwarzaniem i udostępnianiem danych (np. do NOP) nadal będą realizowane przez OSD. Rozwiązaniem bardziej efektywnym, w zakresie zachowania spójnego sposobu i zakresu udostępniania danych, może okazać się pełna standaryzacja funkcji Operatora Pomiarów realizowanej przez OSD w skali ogólnokrajowej.
Uwagi ogólne	Część wstępna	Słusznie poruszono efekt skali, natomiast brakuje skróconej analizy tego efektu w przypadku wspomnianej "elektrowni wirtualnej".
	Część wstępna	Wdrożenie inteligentnych sieci jest jednym z wielu narzędzi (nie jedynym) dających szansę do utrzymania rozwoju gospodarczego.
	Część wstępna	<i>Cel przygotowania dokumentu:</i> Brak podstaw do stwierdzenia, że OSD monopolizuje prawa do posiadania i wykorzystywania istotnych dla rozwoju rynku informacji. Ponadto obszar OSD jest przecież obszarem regulowanym.
	Część wstępna	Informacja dla odbiorcy musi być połączona ze zróżnicowaną ofertą.
	Część wstępna	Zasadne jest wyraźne oddzielenie i opisanie obszaru korzyści systemowych OSD w zakresie zarządzania infrastrukturą sieciową i korzyści indywidualnych klienta.
Uwagi szczegółowe		

1 strona 7		<p>Istotną barierą w realizacji funkcji celu jest brak standardów technologicznych, w tym min. standardów komunikacji. Wdrożenie i budowa inteligentnego opomiarowania w formule Smart Metering Smart Grid Ready przez OSD jest uzależniona od określenia ram prawnych pozwalających na ujednoczenie i standaryzację protokołów komunikacyjnych w systemie AMI. Brak kompatybilności wymiennej oferowanych na rynku systemów stwarza zagrożenie sztucznego podziału rynku przez dostawców lub wręcz jego zmonopolizowanie. Ustalanie standardów nie mieści się w kompetencjach OSD i wykracza poza jego możliwości. Zgodnie z zapisami dyrektywy 72/2009/WE zapewnienie standardów należy do obowiązków kraju członkowskiego.</p>
1 strona 7		<p>W tekście pisze się o trzech celach a są cztery, zasadne uwzględnienie piątego - bieżąca analiza zasadności ekonomicznej i użyteczności, na tej podstawie możliwe jest określanie szybkości implementowania inteligentnych sieci.</p>
1 strona 7		<p>Poprawa bezpieczeństwa pracy systemu powinna opierać się na systemach SCADA o bezwzględnym priorytecie przekazywanych informacji, a nie systemach zbierających ogromne ilości danych z liczników, systemy SCADA to obszar OSD dlatego tak istotne jest wyraźne wskazanie obszarów OSD i klienta</p>
1 strona 7		<p>Złe użycie pojęcia generacja rozsiana ((dispersed generation) obejmuje oprócz generacji rozproszonej również energetykę wiatrową, jednostki są przyłączone do sieci dystrybucyjnej lub nie współpracują z siecią), czyli zawiera w sobie generację rozproszoną a nie jest pojęciem rozdzielnym</p>

1 strona 9		<p>Cele zawarte w opracowaniu dotyczące efektywności (o czym się zresztą wspomina się na str.9) są znacznie szersze niż określone w Dyrektywie dotyczące miesięcznej częstotliwości odczytów. To co nie wynika z uregulowań międzynarodowych powinno być na bieżąco analizowane pod kątem użyteczności i efektywności, nie jest zasadne a wręcz niebezpieczne odejście od analizy kosztów i korzyści. Zapewnienie systemu do zbierania danych pomiarowych w cyklach miesięcznych jest zadaniem stosunkowo prostym. Budowa całego systemu AMI, ewentualne powołanie dodatkowej spółki NOP, zapewnienie dwukierunkowej komunikacji z HAN niesie za sobą ogromne koszty i nie gwarantuje opisywanej skuteczności systemu w szczególności w zakresie przeciwdziałania blackoutom i pozyskiwania skutecznych narzędzi do efektywnej obrony przed przerwami w zasilaniu.</p>
1 strona 9		<p>Kwestia finansowania jest szczególnie istotna i powinna być powiązana z analizą efektywności i użyteczności wdrożenia w określonych ramach czasowych, które w zależności od wyników analiz będą także mogły ulegać zmianom (wydłużenie czasu wdrożenia)</p>
1 strona 10		<p>Jeśli jest mowa o wsparciu działań technicznych akcjami informacyjnymi skierowanymi do odbiorców końcowych - należy zadać pytanie na ile skuteczne mogą być takie akcje biorąc pod uwagę dotychczasowe zachęty do wyłączenia "zbędnej żarówki". Należy wsiąść pod uwagę fakt, że pełne wykorzystanie systemu (sterowanie popytem) możliwe będzie jedynie przez zmiany w instalacji u odbiorcy i wydzielenie grupy odborników uczestniczących w programie. Wymuszanie na sprzedawcach nowych cenników opartych o zmienną w czasie cenę energii elektrycznej może powodować problemy z przedstawianiem cenników odbiorcom. Trudno wyobrazić sobie akceptację takiego cennika przez odbiorcę jeśli przy zmianie sprzedawcy głównym kryterium jest zazwyczaj stała cena dzięki której odbiorca może w łatwy sposób dokonać kalkulacji zysków związanych ze zmianą sprzedawcy.</p>
1 strona 10		<p>Nie można stosować takich uproszczeń jak wskazywanie inteligentnego opomiarowania jako jedynego narzędzia do efektywnej obrony przed przerwami w zasilaniu, problem przerw w zasilaniu jest szeroki i wieloaspektowy.</p>

1 strona 10		Mówienie o redystrybucji, bliżej nie określonych korzyści finansowych, jest na tym etapie zdecydowanie przedwczesne. Budowa całego systemu zajmie kilkanaście lat i w tym czasie raczej należy się skupić na określeniu źródeł finansowania projektu.
2	pierwszy podpunkt a)	Nieuzasadnione w tym kontekście użycie określenia "moc dopuszczalna", jest to parametr techniczny elementów pracy sieci
2		Dane pomiarowe przekazywane do NOP powinny być zestandaryzowane (dopuszczony tylko jeden format) oraz być odpowiednio zabezpieczone przed wykorzystaniem ich przez nieuprawnione podmioty.
2 strona 13		Zapisano, że liczba OSD w naszym kraju może dojść do liczby 200. Zasadne jest podzielenie OSD według ilości odbiorców, tak aby wskazać tych o znaczącym i nie znaczącym udziale w rynku, żeby nie tworzyć mylącego obrazu.
3		Dla właściwej oceny przedstawionych form realizacji funkcji celu wskazane byłoby uzupełnienie Stanowiska o analizę efektywności ekonomicznej poszczególnych rozwiązań modelu rynku energii elektrycznej. W analizie przytacza się aspekt zmniejszenia kosztów odczytu, zupełnie pomijając koszty okresu przejściowego oraz koszty utrzymywania historycznych baz danych. Naturalne jest, że wdrożenie NOP będzie przeprowadzane stopniowo, co wymagać będzie od OSD używania starego i nowego rozwiązania. W przedstawionej analizie brakuje również uwzględnienia kosztów dostosowania istniejących systemów bilingowych, obsługi klienta, itp. do nowego rozwiązania. Należy także zwrócić uwagę, że uruchomienie systemu zdalnej transmisji nie zmniejszy znacząco kosztów kontroli ponoszonych przez OSD. Ze względu na zjawisko nielegalnego poboru energii elektrycznej, dewastacji urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych zainstalowanych w miejscu ogólnodostępnym, OSD będzie musiało otrzymać środki finansowe na prowadzenie cyklicznej kontroli, np. co 2 lata. W analizowanych wariantach niektóre z argumentów „za” oraz „prze

<p>3 strona 16</p>		<p>Niewątpliwie funkcja NOP powinna być wdrażana przy jak najniższym koszcie, finansowana pozabudżetowo i poddana regulacji. W uzasadnieniu Wariantu WI oraz WIIA/B, podano, że jest to „wariant w wysokim stopniu zagrożony ze względu na problemy organizacyjne i techniczne, związane z koniecznością budowania przez Sprzedawców wielu interfejsów do danych pomiarowych, przy trudnościach z ich zestandaryzowaniem”. Twierdzenie to jest nie do końca słuszne, gdyż wybór innych wariantów wcale nie zwalnia podmiotów rynku energii elektrycznej z budowy interfejsów o odpowiednich standardach, również w przypadku NOP centralnego.</p>
<p>4</p>		<p>W uzasadnieniu brak jest informacji, że dla osiągnięcia wymaganego celu niezbędne jest sektorowe wypracowanie modelu:</p> <ul style="list-style-type: none"> • zakresu wymienianych danych, • formatu wymiany, • protokołów komunikacyjnych, • kanałów komunikacji użytkowników z NOP. <p>Po uzupełnieniu analizy wariantowej o ww. informacje, odrzucenie wariantów WI oraz WIIA/B nie byłoby tak oczywiste, gdyż wówczas względy techniczne nie stanowiłyby głównego kryterium oceny.</p> <p>Wybrany wariant WIIC nie uwzględnia:</p> <ul style="list-style-type: none"> • kosztów stworzenia nowego podmiotu, który zdubluje zadania OSD w zakresie Operatora Pomiarów, • kosztów zbudowania i utrzymania centralnej bazy danych wraz z centralnym systemem. OSD w trakcie zbierania i przekazywania danych muszą zapewnić ich archiwizację, co powoduje zdublowanie przechowywanych danych przez dwa podmioty, • odpowiedzialności za drogę transmisji pomiędzy odbiorcą a systemem pozyskiwania danych przez dwa podmioty, co przy usterkach rodzi problem odpowiedzialności za niedostarczone dane pomiarowe, • faktu, że przy obecnych terminach przekazywania danych pomiarowych na RB utworzenie kolejnego pośrednika spowoduje skrócenie czasu dla obu podmiotów na zebranie, przetworzenie i udostępnienie danych, • konieczności określenia odpowiedzialności finansowej (w tym kar) za brak danych pomiarowych ze strony NOP.

4 strona 24		Blokowanie procesu zmiany sprzedawcy, w wyniku domniemanego konfliktu interesów z macierzystymi grupami kapitałowymi, przy obowiązujących zasadach i praktyce działania oraz realizowanym poziomie regulacji jest mało prawdopodobne.
6		Przyjęte założenie fundamentalne o dysponencji danych pomiarowych, którym jest odbiorca, stało się praktyką, także w kraju, ale nie ma umocowania prawnego (np. w IRiESD). Istotnym problemem zawartym w projekcie NOP staje się tworzenie i bieżąca aktualizacja przez OSD wszelkich danych tworzących Centralne Repozytorium Danych NOP. Problem dotyczy zarówno standaryzacji aplikacji AMI OSD jak i przyszłego udziału NOP w terminowej realizacji zmian w relacjach umownych pomiędzy podmiotami REE (np.: zmian sprzedawcy etc.). Można stwierdzić, że projekt NOP nie eliminuje żadnego z zadań OSD z zakresu obsługi klienta lecz znacznie je komplikuje i wydłuża czas realizacji, co będzie miało negatywny wpływ na sprawność działania operacyjnego OSD a także koszty tej działalności.
		W Stanowisku doprecyzowania wymaga zakres obowiązków oraz sposób współpracy pomiędzy OSD, Sprzedawcą i NOP w zakresie obsługi klienta (np. zmiana sprzedawcy, reklamacje).
		Przewidywane sterowanie dynamiczne popytem winno również uwzględniać sygnały przekazywane do ESCO poprzez OSD i OSP w zakresie obszaru sieci, na których zostali wyznaczeni operatorami. Działanie takie, w naszej ocenie, może zapewnić łatwiejsze osiągnięcie spodziewanych efektów wymienionych w rodz.1 FUNKCJE CELU.
		Stanowisko wymaga uzupełnienia obowiązków NOP w zakresie przekazywania informacji do innych uczestników REE o sterowaniu popytem odbiorcy np. poprzez komendy załącz/wyłącz/ogranicz moc a także odpowiedzialności za ich skutki finansowe po stronie sprzedawcy, POB, OSD, w związku z udziałem w rynku bilansującym.

		<p>Wydaje się, że koszty stanowiące obecnie podstawę kalkulacji opłaty abonamentowej w przypadku wdrożenia nowego modelu funkcjonowania rynku opomiarowania wzrosną. Będzie to wynikiem dodatkowych kosztów związanych z koniecznością dokonywania kontroli oraz sprawdzeń infrastruktury AMI (układów pomiarowych, koncentratorów, liczników bilansujących) i wzrostem kosztów pozyskiwania danych pomiarowych. Wdrożenie smart meteringu umożliwi wyliczanie przekroczeń mocy dla wszystkich odbiorców przyłączonych do sieci nN oraz umożliwi naliczanie opłat za energię bierną w niektórych gospodarstwach domowych. Dodatkowe przychody z tego tytułu winny jednak pozostawać elementem wsparcia finansowego dla inwestycji w systemy AMI prowadzonych przez OSD (dla których są one nierentowne), co winno zostać również uwzględnione w formule konstrukcji przychodu regulowanego OSD.</p>
		<p>Przedstawione w opracowaniu koszty funkcjonowania NOP wydają się być niedoszacowane biorąc pod uwagę niezbędne nakłady na opracowanie i wyposażenie systemu o podanych funkcjonalnościach. Zakres zadań operatorów pomiarów OSD, oprócz obecnego, zwiększy się o czynności związane z przygotowaniem danych dla NOP w ostrym reżimie czasowym, co w efekcie spowoduje wzrost kosztów operacyjnych OSD.</p>
6 strona 32	6.1	<p>Niewłaściwa jest sugestia ze właścicielem danych pomiarowych był OSD. OSD E dysponował tymi danymi pomiarowymi z uwagi na świadczone usługi dystrybucyjne. Odbiorcy w grupach A i B, gdy licznik należy do nich mogą w nieskrępowany sposób samodzielnie dokonywać jego odczytów</p>
6 strona 33	6.1	<p>Punkt pomiaru energii PPE już na etapie określania go w umowie powinien mieć nadany jednoznaczny kod i nie ma potrzeby nadawania kolejnego kodu w postaci IP, co zwiększa wymagania w stosunku do systemu</p>
6 strona 33	6.1	<p>Należy uściślić czy wszystkie dane z liczników mają być przekazywane Sprzedawcom. Nowoczesne liczniki mają możliwości pomiarów wielu parametrów np. napięcia, prądu, co w znaczący sposób wpływa na wielkość pakietu przesyłanych danych a co się z tym wiąże konieczność zapewnienia szybszej drogi transmisji i wydajności urządzeń przetwarzających dane.</p>

6 strona 33	6.1	Brak podstaw do przekazywanie danych z liczników bilansujących w stacjach SN/nN do Sprzedawców i firm ESCO, są to dane istotne z punktu widzenia funkcjonowania sieci dystrybucyjnej oraz które nie są niezbędne dla sprzedawców. Dane z liczników bilansujących z uwagi na ich liczbę nie powinny być przekazywane do OSP, ewentualnie mogą być zagregowane dla stacji WN/SN.
6 strona 34	6.1	Brak podstaw do przekazywania sygnałów cenowych z Rynku Bilansującego do Odbiorców. Rynek Bilansujący powinien być rynkiem technicznym.
6	6.2	Dane pomiarowe z liczników odbiorców końcowych, prosumentów, liczników bilansujących lub ich agregaty powinny być dostępne także dla POB (Podmiotów Odpowiedzialnych za Bilansowanie)
6	6.4	Należy uzupełnić katalog podmiotów o POB E i POB G - dane dostępne na podstawie umowy z Odbiorcą lub Sprzedawcą
8		Wskazane byłoby zaprezentowanie w podsumowaniu Stanowiska katalogu głównych zmian legislacyjnych niezbędnych dla wdrożenia proponowanego w opracowanym modelu rynku opomiarowania w Polsce. Działanie takie ułatwiłoby identyfikację zakresu zmian i ich wpływ na poszczególne podmioty uczestniczące w rynku energii elektrycznej.